VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.

STELLUNGNAHME

zum RAMEN Tenorentwurf GBK-24-01-3#3

Berlin, 05.03.2025

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO2-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.
Zahlen Daten Fakten 2023
Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:
Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

Positionen des VKU in Kürze

- Der VKU bewertet zwar die Durchführung des NEST-Prozesses als transparent und konstruktiv, er sieht aber folgenden wesentlichen Kritikpunkt: In der Gesamtbewertung werden die vorgeschlagenen Anpassungen für den neuen Regulierungsrahmen zu einer deutlichen systematischen Verschlechterung der finanziellen Kapazitäten für die Verteilnetzbetreiber führen. Dies widerspricht einem zentralen Vorhaben von NEST, die Verteilnetzbetreiber für die Herausforderungen der Energiewende zu stärken.
- Die anvisierte Verkürzung der Dauer der Regulierungsperioden wird vom VKU entschieden abgelehnt. Das Problem des Zeitverzugs wird dadurch nicht gelöst und die Anreizwirkung vermindert. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode wird zwangsläufig zu höherer Bürokratie führen.
- Die beabsichtigte Einführung eines OPEX-Ausgleichsfaktors wird durch den VKU begrüßt. Dieser sollte als Option zur Anpassung dynamischer OPEX-Entwicklungen bereits für die 4. Regulierungsperiode eingeführt und unabhängig von der Dauer der Regulierungsperioden beibehalten werden.
- Die Tenorierung RAMEN geht über Grundlagen hinaus und trifft methodische Regelungen, die eigentlich in der Tenorierung zu Strom/GasNEF beschrieben werden sollten. Dies macht die zukünftige Regulatorik unübersichtlich und für dritte unverständlich.
- Netzbetreiber haben einen Anspruch auf eine sachgemäße Kostenprüfung und lehnen daher eine übertriebene Standardisierung über z.B. Mittelwertbildung ab.
- Das Fingieren von nicht gebuchten kostenmindernden Erlösen im Basisjahr widerspricht der Position der BNetzA, wonach keine Planerkenntnisse berücksichtigungsfähig sind und wird vom VKU entschieden abgelehnt.
- Nachdem die Anwendung des VPI auf CAPEX entfällt, sollte dann auch methodisch korrekt der ungerechtfertigte Entfall von zwei Jahren Indexierung durch den Zeitverzug auf VPI abgeschafft und die Anwendung des Effizienzwerts auf die VK_0 sichergestellt werden. Weiterhin ist der Effizienzwert nicht auf die CAPEX anzuwenden, da ein Unternehmen getroffene Investitionsentscheidungen nicht kurzfristig zurücknehmen kann.
- Die Kriterienliste zur Abgrenzung der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen ist nach Auffassung des VKU unvollständig und zu unbestimmt.
- Die Kosten für Aus- und Weiterbildung, Lohnzusatzleistungen und Betriebskindertagesstätten sowie Kosten aus der Methanemissionsschutzverordnung sollten dem Katalog der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, zugeordnet werden.
- Die weitere Berücksichtigung der Aufwendungen für Verlustenergie im Rahmen der volatilen Kosten ist aus Sicht des VKU zu begrüßen und zwingend auch in der Rahmenfestlegung festzulegen.

- Die RAMEN-Festlegung muss die gesetzlich vorgegebenen Kriterien der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben aufgreifen und diese spezifizieren.
- Als effizient ausgewiesene Netzbetreiber müssen methodenunabhängig einen Effizienzwert von 100 % zugewiesen bekommen. Zum Ausgleich der Schwächen bzw. Unsicherheiten des Effizienzvergleichs sind Sicherungsmechanismen, wie die Bestabrechnung der Methoden und Kostenbasen notwendig.
- Das Sachstandspapier zum Effizienzvergleich hat weitere Unsicherheiten in Bezug auf den zukünftigen Effizienzvergleich eingeführt. Neue Unsicherheiten sieht der VKU z.B. in der Ausdünnung des Katalogs der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, in der Erwägung wegfallender Sicherheitsmechanismen im Effizienzvergleich, einer möglichen Verschärfung des Verteilfaktors und der Diskussion um den Schwellenwert des Vereinfachten Verfahrens. Leitplanken des Effizienzvergleichs müssen in Bezug auf diese Aspekte bereits in der RAMEN-Festlegung verankert werden, um diesen Unsicherheiten zu begegnen.
- Der VKU sieht die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich mit Blick auf die anstehende Transformation sehr kritisch.
- Der VKU begrüßt die Weiterführung des Vereinfachten Verfahrens als Option für kleine Netzbetreiber. Da die kleinen Netzbetreiber den Schwellenwert zur Teilnahme am Vereinfachten Verfahren sehr spät erfahren, sieht der VKU die Umstellung des Schwellenwertes von Anschlusspunkten auf einen wirtschaftlichen Wert kritisch.
- Auch im Vereinfachten Verfahren sollte eine OPEX-Anpassung gemäß Ziffer 3.2 erfolgen.
- Die geplante Einführung einer Kleinstnetzbetreiberregelung wird ausdrücklich begrüßt.

Einleitung

Die BNetzA wird in Folge des EuGH-Urteils vom 02.09.2021 die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen in eigener Verantwortung festlegen. Der Prozess zur Neugestaltung der Regulierung wird unter dem Titel **„Netze. Effizient. Sicher. Transformiert" (NEST)** geführt. Die bisherigen Diskussionen verliefen nach Auffassung des VKU zwar konstruktiv und transparent. Die Anpassungen, die die BNetzA trotz der von der Branche im Konsultationsprozess vorgetragener Bedenken und Argumente plant, führen aber in der Gesamtbewertung zu einer systematischen Verschlechterung der finanziellen Kapazitäten für die Verteilnetzbetreiber. Damit wird man den anstehenden Herausforderungen für die Netzbetreiber nicht gerecht und widerspricht einem zentralen Vorhaben von NEST, die Verteilnetzbetreiber für die Umsetzung der Energiewende zu stärken.

Der direkte Austausch, auch unter Beteiligung weiterer Stakeholder, einzelne Aspekte des neuen Regulierungsrahmens vertieft zu diskutieren, hat in unseren Augen nur in Teilen zu einem besseren gegenseitigen Verständnis geführt. Der VKU begrüßt es, dass die BNetzA weiterhin am Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer festhält und wesentliche Grundzüge des bestehenden Regulierungsrahmens beibehält. Mögliche konzeptionelle alternative Regulierungskonstrukte wurden zu Recht verworfen.

Die Netzbetreiber stehen vor der großen Herausforderung, die finanziellen und personellen Ressourcen zur Umsetzung der Energiewende aufzubauen. Der VKU begrüßt es, dass die BNetzA diesen Umstand grundsätzlich anerkennt und Lösungen anbietet, um diese dynamische Entwicklung abzubilden, ohne dabei die Stabilität und Vereinfachungen des Regulierungsrahmens aus dem Blick zu verlieren. Es verbleibt in der Gesamtschau jedoch der Eindruck, dass die BNetzA an ihrer früheren grundsätzlichen Haltung festhält und weiterhin die Netzkostensenkung als die wichtigste Ausrichtung der Regulierung ansieht. Dies wird in dem angedachten Kostenvergleich zwischen den Netzbetreibern im Rahmen der Kostenprüfung und in der Begründung zu der angedachten Verkürzung der Dauer der Regulierungsperiode deutlich.

Besonders kritisch aus Sicht des VKU ist, dass die geplanten Änderungen in der Gesamtschau zu deutlichen strukturellen Nachteilen für die Netzbetreiber im Vergleich zum Status Quo führen. Das vereinbarte Ziel der Neustrukturierung der Regulierung mit dem NEST-Prozess war es, die Netzbetreiber zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende zu stärken. Damit die Energiewende an Fahrt aufnehmen kann, bedarf es prozessualer und bürokratischer Vereinfachungen, aber insbesondere auch wirtschaftlicher Spielräume. Die schon jetzt sehr knappen Kapazitäten der Netzbetreiber sollen allerdings – so der Eindruck des VKU nach Bewertung der Tenorierungen – weiter eingeschränkt werden, verbunden mit zusätzlichen regulatorischen Unsicherheiten.

Bei einem detaillierten Blick entsteht der Eindruck, dass nur Sachverhalte zu Lasten der Netzbetreiber korrigiert werden sollen (u.a. VPI auf Kapitalkosten, keine kalk. GewSt. auf EKII), während ökonomisch nicht begründbare Regelungen, die sich im bestehenden System negativ auf die Netzbetreiber auswirken (Zeitverzug beim VPI in der EOG, Vom-100 Regelung bei der Gewerbesteuer) leider nicht korrigiert werden. Auch die Rendite wird gegenüber dem Status Quo, insbesondere durch die Quotierung der Netto-RAB nach Abzug der BKZ zur Ermittlung des Eigenkapitalanteils, spürbar verschlechtert.

Die einseitigen Auslegungen und Korrekturen zu Lasten der Netzbetreiber lassen zahlreiche gerichtliche Auseinandersetzungen befürchten. Das Ziel einer effizienten Regulierung, die die Verteilnetzbetreiber für die Umsetzung der anstehenden Ziele stärkt, wird verfehlt.

Der VKU nimmt zu dem RAMEN Tenorentwurf wie folgt Stellung.

Rechtliche Würdigung

Die geplante Vorgehensweise der BNetzA, auf der “Ebene 1" lediglich die Rahmenbedingungen festzulegen, um dann in einer Vielzahl nachgeordneter Festlegungen ("Ebene 2") konkretere Vorgaben zu den anzuwendenden Methoden und Grundsätzen zu treffen, sieht der VKU kritisch. Nach noch aktueller Rechtslage enthalten die verordnungsrechtlichen Regelungen sowohl die Rahmenbedingungen als auch Vorgaben für die Methoden, die die Regulierungsbehörde zu beachten hat. Diese verordnungsrechtlichen Vorgaben sind im Rahmen von Beschwerden gegen BNetzA-Festlegungen inzident überprüfbar ob ihrer Vereinbarkeit mit höherrangigen Regelungen, wie dem EnWG und den EU-Recht. Eine solche Inzidentkontrolle ist an keine Fristen gebunden.

Diese Vorgehensweise wird bei der geplanten Unterteilung der verschiedenen miteinander zusammenhängenden Regelungsbereiche auf mehrere zu verschiedenen Zeitpunkten zu erlassende Festlegungen so nicht mehr möglich sein. Dies ist nicht nur aufgrund der dadurch leidenden Transparenz und Normenklarheit kritisch zu erachten. Das ist auch deshalb kritisch, weil nicht auszuschließen ist, dass die Reichweite bestimmter Vorgaben in der RAMEN-Festlegung erst vollständig offensichtlich wird, nachdem diese konkretisierenden Methodenfestlegungen erfolgt sind. Damit eine Überprüfung der RAMEN-Festlegung zum Zeitpunkt des Erlasses der Methodenfestlegungen überhaupt noch erfolgen kann, wären Netzbetreiber angehalten, bereits nach Erlass der RAMEN-Festlegung vorsorglich Beschwerde einzulegen. Auch ist nicht auszuschließen, dass sich die einzelnen Methodenfestlegungen gegenseitig bedingen und somit auch hier vorsorglich in jedem Falle Beschwerde einzulegen wäre, da ansonsten eine Inzidentkontrolle der RAMEN- oder einer konkretisierenden Festlegung im Rahmen der Beschwerde gegen eine andere Methodenfestlegung aufgrund der Bestandskraft ersterer verwehrt wäre.

Um zu vermeiden, mit einer Vielzahl gleichgerichteter Beschwerden überzogen zu werden, sollte die BNetzA eine Inzidentkontrolle - zumindest der RAMEN-Festlegung - im Rahmen der Beschwerden gegen eine Methodenfestlegung ermöglichen. Dies könnte entsprechend in der RAMEN-Festlegung oder in ggf. “miteinander korrespondierenden” Methodenfestlegungen vorgesehen werden. Auch wenn wir davon ausgehen, dass sich die BNetzA im Falle einer erfolgreichen Beschwerde gegen die RAMEN-Festlegung nicht auf die alleinige Wirkung inter partes wird berufen können, erachten wir eine Gleichbehandlungszusage als eine mögliche Alternative zur “Aussetzung” der Bestandskraft. In jedem Falle sollte vermieden werden, dass sich Netzbetreiber zur Einlegung von “vorsorglichen” Beschwerden gezwungen sehen, um Nachteile zu vermeiden.

Die für die Methodenauswahl im Festlegungsentwurf enthaltenen Kriterienkataloge müssten konkreter gefasst werden. In der vorliegenden Form sind diese zu unbestimmt. Auch wenn es sich vorliegend um den Entwurf für eine Rahmenfestlegung handelt, muss für die Festlegungsadressaten bereits hier der Rahmen klarer absehbar sein, in dem sich die BNetzA in ihren Folgefestlegungen bewegen wird. Diese Anforderungen werden durch den Festlegungsentwurf nicht erfüllt. Dies

erschwert den Netzbetreibern als den “mittelbaren Adressaten”, die möglichen Folgen dieser Vorgaben abzusehen und könnte dazu führen, dass sie sich gezwungen sehen, diesen Punkt vorsorglich gerichtlich anzufechten, um mögliche Nachteile abzuwenden.

2. Dauer der Regulierungsperiode

Die BNetzA beabsichtigt, trotz massiver Einwände seitens der Netzbetreiber, die Dauer der Regulierungsperiode ab der 6. Regulierungsperiode von 5 auf 3 Jahre zu verkürzen. Als zentrale Begründung wird angeführt, dass der Anreiz zur Kostensenkung bei einer dreijährigen Regulierungsperiode erhöht wird, da die Verkürzung eine schnellere Berücksichtigung tatsächlicher OPEX ermöglicht. Da damit auch mögliche OPEX-Steigerungen erfasst wären, ist nach Auffassung der BNetzA auch kein OPEX-Ausgleich ab der 6. Regulierungsperiode erforderlich. Um die Verkürzung der Regulierungsperioden umzusetzen, will die BNetzA entscheidende Vereinfachungen in der Prüfungspraxis einführen. Die Behörde beabsichtigt bis zum 31.12.2030 eine Evaluierung der Vereinfachungen vorzunehmen, um zu gewährleisten, dass die erzielten Effekte die Verkürzung rechtfertigen. Der vorliegende Beschluss lässt ohne eine Abänderung keine weitere Regulierungsperiode von 5 Jahren zu. Nach Auffassung des VKU muss der Beschluss an dieser Stelle weitaus offener bzw. aus einer anderen Perspektive formuliert werden.

Der VKU lehnt die geplante Verkürzung der Regulierungsperioden mit Nachdruck ab. Eine Verkürzung der Regulierungsperioden wird unmittelbar zu einer Ausweitung der Bürokratie führen. Viele Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden werden sich gezwungen sehen, zusätzliches Personal einzustellen bzw. zu binden, um die neuen Anforderungen durch häufigere Kostenprüfungen umzusetzen. Obwohl der Zeitverzug sich bei einer Verkürzung durchschnittlich nur von 5 auf 4 Jahre reduziert, wird die Häufigkeit der Kostenprüfungen erheblich und zwar um 67 % gesteigert.

Ausgehend von den bisherigen Erfahrungen sind Kostenprüfungen „in Dauerschleife“ zu befürchten. Bereits in der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier hat der VKU diese Ablehnung ausführlich begründet. In der Stellungnahme zum NEST-Eckpunktepapier hat der VKU zudem eine Liste von Vorschlägen zur Verfahrensvereinfachungen vorgelegt, inkl. des Vorschlags für ein „zweistufiges Prüfungsverfahren", auf die die BNetzA bislang nicht eingegangen ist. Nach Auffassung des VKU müssen erhebliche Verfahrensvereinfachungen auch unabhängig von der Frage nach der Dauer der Regulierungsperiode implementiert werden. Auch bei einer erheblichen Vereinfachung der Prüfungspraxis würde die Verkürzung der Regulierungsperioden ebenfalls zu höherem administrativem Aufwand führen.

Der VKU begrüßt es, dass die BNetzA weiterhin anstrebt, Verfahrensvereinfachungen im Regulierungssystem umzusetzen und diese im weiteren Verlauf zu evaluieren. Gleichzeitig muss beachtet werden, dass Vereinfachungen und Pauschalierungen keinen Selbstzweck darstellen. Die Netzbetreiber haben den Anspruch, die Möglichkeit zu haben, mit einem angemessenen Prüfungsaufwand sachgerechte Regulierungsvorgaben zu erhalten, in dem sie individuelle Sachverhalte darlegen können und die BNetzA auf diese eingeht.

Im Rahmen der Evaluierung sollen nach unserer Auffassung Gründe dargelegt werden, warum von einem gut funktionierenden System abgewichen werden sollte. Die für die 5. Regulierungsperiode geplante Einführung einer OPEX-Anpassung wird in unseren Augen das Regulierungssystem sinnvoll ergänzen und zukunftsfähig machen.

Der von der BNetzA postulierte Anreiz zur kurzfristigen Erreichung von Kostensenkungen ist nach Auffassung des VKU nicht überzeugend, da allein der zeitliche Versatz zwischen Ermittlung der Kostenbasis und Ermittlung der Effizienzwerte durch weitere Entwicklungen in der Energiewende überholt ist und trotz Erreichung effizienter Kosten die zugestandene Erlösobergrenze nicht ausreicht, um die Vorgaben zu erfüllen. Zusätzlich entfällt auch der Anreiz kurzfristig ineffiziente Kosten abzubauen, da auch die Zeit, in der ein Netzbetreiber von einer Kostensenkung profitieren kann, erheblich verkürzt wird. Grundsätzlich muss beachtet werden, dass die Realisierung einer Kosteneinsparung viel Zeit kostet, da sie vorbereitet und umgesetzt werden muss.

Schon in der bisherigen Regulierungspraxis mit 5-jähriger Kostenprüfung bestehen häufig deutliche Verzögerungen in den Abläufen, zahlreiche Verfahren werden mit sehr knappen Fristen in Bezug auf die eingeräumten Reaktionszeiträume für die Netzbetreiber abgewickelt. Es ist daher zu befürchten, dass die zusätzliche zeitliche Knappheit zu Lasten der Netzbetreiber umgesetzt wird. Beispielsweise haben aktuell zahlreiche Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren von der zuständigen Regulierungsbehörde immer noch keine Rückmeldungen über ihr Ausgangsniveau der 4. Regulierungsperiode erhalten. Bei einigen Regulierungsbehörden besteht darüber hinaus bei der Bearbeitung der Regulierungskonten teilweise eine Verzögerung von bis zu 5 Jahren. Da die Auflösung des Regulierungskontosaldos unmittelbar die Erlösobergrenze der Folgejahre betrifft, kommt es hier zu Folgeeffekten, die bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden wiederum erheblichen Mehraufwand nach sich ziehen.

3. OPEX-Ausgleich

Wir begrüßen, dass die BNetzA gemäß Tenorziffer 3.2 für Stromverteilungsnetzbetreiber in der fünften Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze im Hinblick auf Betriebskosten auf Basis des von uns vorgeschlagenen BASE-Modells beabsichtigt. Das Modell ist ein geeigneter Ansatz zur Reduzierung einer Betriebskostenunterdeckung infolge steigender Versorgungsaufgaben, der pauschal und dennoch treffgenau ist. Analyseergebnisse ex-post für die dritte Regulierungsperiode belegen, dass mit dem Instrument die Betriebskostenentwicklung von 2016 bis 2021 relativ passgenau nachzuweisen ist, der Kostenverlauf tendenziell etwas unterschätzt wird. Außerdem ist der Vorschlag administrativ ohne großen Aufwand umzusetzen und setzt durch die Anerkennung von effizienten Kosten weiterhin Effizienzanreize.

Seit dem letzten Basisjahr sind die Betriebskosten von Stromnetzbetreibern aufgrund der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende, aber auch aufgrund anderer Prozesse wie z.B. des Umbaus der Netze aufgrund Urbanisierung und Digitalisierung deutlich gestiegen. Die Betroffenheit von VKU-Unternehmen wurde der GBK dargelegt. Bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode und auch darüber hinaus werden sie nach den aktuellen Erkenntnissen weiter ansteigen. Daher ist dem VKU nicht klar, warum die OPEX-Anpassung nicht bereits für die vierte Regulierungsperiode in Aussicht gestellt wird.

Aus Sicht des VKU sollte die RAMEN-Festlegung zudem eine verlängerte Anwendung des OPEX-Ausgleichs über die fünfte Regulierungsperiode hinaus ermöglichen. Da Klimaneutralität in Deutschland bis 2045 erreicht werden soll, wird die Transformation der Energienetze nicht nach der fünften Regulierungsperiode abgeschlossen sein. Es ist aus heutiger Sicht deshalb davon auszugehen, dass ein OPEX-Ausgleich weiter notwendig sein wird.

Der VKU hält es für zwingend erforderlich, dass der OPEX-Ausgleich auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode fortgeführt wird. Es sollte mindestens eine Prüfungspflicht über eine erforderliche Weiterführung des OPEX-Ausgleichs vorgesehen werden.

Für den Netzaus- und -umbau benötigen die Netzbetreiber einen Vorlauf von 5 bis 10 Jahren, um die antizipierte Versorgungsaufgabe der Zukunft realisieren zu können. Das heißt, dass die Parameterentwicklungen den Kostenentwicklungen hinterherlaufen. Darüber hinaus sind Auslastungsparameter, wie bspw. die zeitgleiche Jahreshöchstlast in den Umspannungsebenen, anfälliger für zufällige kurzfristige Entwicklungen (z.B. Konjunktur, Witterungsbedingungen). Dennoch muss das Stromnetz auch für die Tage, wenn keine Sonne scheint und der Wind nicht weht, die dann notwendige Kapazität bereitstellen und es fallen dann auch Kosten an. Steigende installierte Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren HSP/MSP sowie MSP/NSP sind z.B. ein guter Indikator dafür, dass abnehmende zeitgleiche Jahreshöchstlasten nicht mit sinkenden Betriebskosten einhergehen. Um zu verhindern, dass Netzbetreiber mit starkem Anstieg im EEG-Anschluss im Ergebnis einem OPEX-Abschlag ausgesetzt sind, befürworten wir nachdrücklich die Nichtberücksichtigung negativer Parameterentwicklungen.

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre beinhaltet das Risiko, dass nur noch oder zu sehr standardisiert – z.B. über Mittelwert – geprüft wird. Das würde dazu führen, dass bei einem Betriebskostenanstieg aufgrund einer wachsenden Versorgungsaufgabe der Startwert für die nächste Regulierungsperiode zu niedrig ist. Eine Fortschreibung der Betriebskosten aus dem Basisjahr unter Berücksichtigung des Verbraucherpreisindex (VPI) und des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (PF), wie es nach aktuellem Stand erwägt wird, berücksichtigt keinerlei Veränderung der Versorgungsaufgabe. Zusätzlich würde der Effizienzdruck bei einem linearen Abbau der Ineffizienzen von 20 % auf 33 % p.a. deutlich erhöht. Um eine systematische Betriebskostenunterdeckung zu verhindern, sieht der VKU auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode die Beibehaltung einer OPEX-Anpassung für erforderlich. Die Erwägungen der BNetzA tendieren zu einem “Entweder Oder”. Entweder eine verkürzte Regulierungsperiode oder einen OPEX-Ausgleich. Diese Sicht teilt der VKU nicht und kann auch keine Argumente dafür erkennen, weil eine von 5 auf 3 Jahre verkürzte Regulierungsperiode das Zeitverzugsproblem bei strukturell steigenden OPEX aufgrund von Wachstum kaum mindert.

Beim Gas geht die BNetzA davon aus, dass es vor der sechsten Regulierungsperiode nicht zu einer größeren Dynamik hinsichtlich der OPEX-Entwicklung kommt. Diese Einschätzung wird vom VKU nicht geteilt. Schon jetzt stehen die Mitgliedsunternehmen vor erheblichen Herausforderungen u.a. aufgrund der Aufwendungen, die aus der Methanemissionsschutzverordnung resultieren. Außerdem berichten die Mitgliedsunternehmen, dass es schon jetzt zu erkennbaren zusätzlichen Aufwendungen aufgrund der Stilllegung von Gasanschlüssen kommt, da die Anschlüsse auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Der VKU erkennt aber auch an, dass die von der BNetzA vorgeschlagenen Instrumente in großen Teilen eine Abbildung dieser Herausforderungen ermöglichen. Die Kosten aus der EU-Verordnung über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor v. 04.08.2024 müssen nach Ansicht des VKU als KA_{nEu} angesetzt werden, da sie exogen, volatil und nicht gleichartig sind (s. die Ausführungen in Kapitel 7). Die Stilllegungskosten, die schon jetzt anfallen und in den nächsten Jahren deutlich ansteigen werden, können über die Regelung

zu den Stilllegungsrückstellungen abgebildet werden, wenn die Vorschläge des VKU berücksichtigt werden (s. Kapitel 8).

Über diese beiden Herausforderungen hinaus zeichnen sich schon jetzt weitere Veränderungen ab. In den Wirtschaftsplanungen der Mitgliedsunternehmen ist zum Beispiel schon jetzt zu erkennen, dass OPEX statt CAPEX stärker in den Vordergrund treten. Trotz KANU 2.0 sind Netzbetreiber gehemmt, in gleichem Maße in ein nicht zukunftsfähiges Netz zu investieren. Stattdessen werden auf Grund der sog. “Badewannenkurve” die älter werdenden Gas-Assets zunehmend Instandhaltungsaufwand verursachen, weil die Reparatur im Rahmen der technischen und sicherheitsrelevanten Möglichkeiten dem Neubau vorgezogen wird. Diese und weitere Veränderungen müssen - z.B. über die Datenabfrage beim Monitoring - eng verfolgt werden. Ggf. müssen kurzfristige Instrumente geschaffen werden, mit denen diese Herausforderungen abgebildet werden können.

4. Regulierungsformel und Anpassung EOG

In der Fortschreibung der volatilen Kosten aus dem Basisjahr als Abzugsbetrag (VK_0) fehlt die Berücksichtigung des Abbaus der Ineffizienzen. Die volatilen Kosten sind Bestandteil der OPEX und unterliegen dem Effizienzpfad, in der Konsequenz muss gleichermaßen auch bei dem Abzugsbetrag VK_0 der Effizienzwert mit dem Term “$(1-X_{ind,t})$” Berücksichtigung finden. Bei einem Effizienzwert < 100 % wäre andernfalls dadurch der nur um VPI-PF fortgeschriebene Abzugsbetrag VK_0 höher als der korrespondierende fortgeschriebene Anteil in $OPEX_0$.

5. Ausgangsniveau

Die Tenorierung RAMEN geht aus Sicht des VKU über Grundlagen hinaus und trifft methodische Regelungen, die deshalb nach unserem Verständnis in der Tenorierung zu Strom/GasNEF zu erwarten gewesen wäre, bzw. in den NEF beschrieben werden sollten.

- Tenorziffer 5.1., Satz 4 in RAMEN beinhaltet eine spezifische Eingrenzung der für die Bestimmung des Ausgangsniveaus anerkennungsfähigen Kosten. Es bleibt allerdings unklar, welche Kosten mit „… damit nicht zusammenhängender politischer Ziele…“ zu verstehen sind (vgl. auch weiter unten). Der VKU bittet um Erläuterung.
- Tenorziffer 5.2 in RAMEN: Laut Erwägung 8.2. auf Seite 102 ist im WACC bei der kalkulatorischen Gewerbesteuer der Vom-Hundert-Ansatz anzuwenden. Eine solche Regelung, die der VKU als solche für methodisch nicht sachgerecht hält, sollte Gegenstand der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung sein.
- Tenorziffer 5.4. in RAMEN betrifft Methodiken zur Bestimmung des Ausgangsniveaus.
  In diesem Zusammenhang sind die Aussagen zur methodischen Regelung kostenmindernder Erlöse in RAMEN nicht eindeutig. Einerseits führen die Erwägungen 8.4.2. aus, dass die kostenmindernden Erlöse bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus spiegelbildlich wie die Betriebsaufwendungen zu behandeln seien. Die ergänzende Klarstellung auf Seite 104 überführt die vorstehend eigentlich verständliche Aussage dann leider ins Unverständliche. Aus Sicht des

VKU sollten kostenmindernde Erlöse und Betriebsaufwendungen dem Grunde nach gleichbehandelt werden. So wie besonders hohe Betriebsaufwendungen mit Einmalcharakter im Basisjahr zu kürzen sein können, sollten auch entsprechende kostenmindernde Erlöse betragsmäßig gekürzt werden können.

Besonders kritisch sieht der VKU die Erwägungen 2.1.5. auf Seite 40 sowie 6.1.1.8. auf Seite 89 in RAMEN. Eine hiermit womöglich verstandene Methodik zur pauschalen Negierung jeglicher Besonderheiten des Geschäftsjahres mittels standardisierter Mittelwertbetrachtung ohne Einzelfallprüfung würde dem Anspruch, den die Netzbetreiber an die Regulierungsbehörden bei der Bestimmung einer angemessenen Ausgangsbasis zurecht haben, nicht gerecht werden. Das gilt auch für den Fall verkürzter Prüfzyklen. Eine unreflektierte Mittelwertbildung, welche das für das Basisjahr angezeigte Kostenniveau auf den Mittelwert dieser Kosten für einen Zeitraum bis zum Basisjahr kürzt, kann schon deshalb nicht sachrichtig sein, weil somit mittlerweile erfolgte Inflation ausgeblendet würde. Dieser Sachverhalt ist ein Beispiel in Bezug darauf, dass Vereinfachungen bzw. Pauschalierungen keinen Selbstzweck darstellen und nicht umgesetzt werden dürfen, falls sie den Netzbetreibern die Möglichkeit nehmen, individuelle Sachverhalte und Entwicklungen abzubilden.

5.1 Keine Kostenanerkennung zur Unterstützung politischer Ziele

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, dass Kostenanteile im Ausgangsniveau nicht anerkannt werden, soweit sie aus der Unterstützung “damit nicht im Zusammenhang stehender Ziele” resultieren. Mit “damit” bezieht sich die Bundesnetzagentur offenbar auf die vorstehenden Ausführungen, den Wettbewerbsmaßstab der Kostenanerkennung. Auch die Erwägungen im hinteren Teil des Dokuments lassen Fragen über die Reichweite der Maßgabe offen.

Aus Sicht des VKU sind Mehrkosten zur Verfolgung der Ziele im Sinne des § 1 EnWG jedenfalls grundsätzlich anerkennungsfähig. Das betrifft beispielsweise Kosten aus CO2-freien Beschaffung von Verlustenergie oder Betriebsstrom. Hier kann es aus VKU-Sicht allenfalls um das “Wie”, nicht das “Ob” gehen. Die Bundesnetzagentur sollte dies klarstellen.

5.4 Besonderheiten des Geschäftsjahres

Die BNetzA will in Tenorziffer 4 die Regelungen des § 6 Abs. 2 ARegV zur Prüfung der Besonderheiten des Basisjahres fortführen. Sie geht davon aus, dass es auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode einen Basisjahreffekt geben wird und dass aufgrund der Informationsasymmetrie eine auf Kostensenkung beschränkte Regelung sachgerecht ist.

Diese Regelung greift nach Einschätzung des VKU deutlich zu kurz. In den letzten Kostenprüfungen kam es auch bei fünfjährigen Regulierungsperioden zu intensiven Diskussionen über die sachgerechte Höhe des Ausgangsniveaus. Es wurde intensiv gestritten, mit welchen Prüfungsansätzen sichergestellt wird, dass das genehmigte Ausgangsniveau die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode darstellt. Bei einem dreijährigen Prüfzyklus werden Kostenentwicklungen zwar schneller geprüft. Der Bedarf nach einer standardisierten Prüfung wird sich aber noch einmal erhöhen. Damit wird das Risiko steigen, dass die Ausgangsbasis durch standardisierte Prüfungsansätze nicht die richtige Startbasis für die nächste Regulierungsperiode darstellt. Um dieses

Risiko bei einer dreijährigen Regulierungsperiode zu vermeiden, braucht es eine sorgfältige Diskussion über die Prüfungsansätze. Eine Mittelwertbildung kann auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht die richtige Startbasis für die Erlöse der nächsten Regulierungsperiode ermitteln. Sie wird bei steigenden OPEX – die im Rahmen der Transformation der Energienetze in den nächsten Jahren zu erwarten sind – immer einen Teil des Anstiegs vernachlässigen, da sie den inflationsbedingten Kostenanstieg innerhalb der geprüften Regulierungsperiode und den Kostenanstieg aufgrund zusätzlicher Aufgaben nicht erfasst. Aufgrund des zweiten Punkts sollte auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode ein Sicherheitsmechanismus wie das vom VKU vorgeschlagene Instrument BASE implementiert werden, um sicherzustellen, dass steigende OPEX auch richtig abgebildet werden.

Gemäß Tenorziffer 5.4 beabsichtigt die Bundesnetzagentur, im Zusammenhang mit der Besonderheit des Basisjahrs, anders als bisher, nicht nur Kosten, sondern auch kostenmindernde Erlöse zu betrachten: Sind die Basisjahrerlöse vergleichbarer Netzbetreiber durchschnittlich höher, so ist der Durchschnittswert anzusetzen. Der VKU lehnt dies ab.

Hier soll ein grundsätzlich neues Prüfwerkzeug etabliert werden: Geht es bei Besonderheiten des Basisjahres auf der Kostenseite darum, vorhandene Kosten als vermeintlich ineffizient zu streichen, so wird auf der Erlösseite nicht Vorhandenes fingiert, also aus dem Nichts geschaffen und dem Netzbetreiber angelastet. Dass es nicht vorhanden ist, hat reale Gründe, die grundsätzlich ermittelbar sind. Dem gilt es auf den Grund zu gehen. Zudem wäre die Fingierung von Erlösen im Basisjahr nichts Anderes als ein Planansatz. Wenn die BNetzA Planansätze im Ausgangsniveaus als generell unzulässig einstuft, scheidet ein Ansatz „aus dem Nichts geschaffener“ Erlöse schon deshalb aus. Wie soll der Netzbetreiber ein "Nichts" in der Prüfungspraxis praktisch begründen können? Das kann er nicht. Eine solche Regelung ist deshalb praxisuntauglich.

Faktisch würde das beabsichtigte Vorgehen einen zusätzlichen Partialbenchmark in Form eines Unternehmensquervergleiches einführen. Damit gilt auch hier, was der VKU zu Ziffer 4.1 StromNEF/GasNEF ausführlich dargestellt hat: Vermeintlich ineffizient niedrige Erlöse sind nicht im Rahmen der Kostenprüfung zu korrigieren, sondern sollten dem nachfolgenden Effizienzvergleich unterworfen werden. Hinzu kommen praktische Umsetzungsprobleme: Je nach Sachzusammenhang ist die Ermittlung vergleichbarer Unternehmen eine große Herausforderung, die nicht zu Lasten des Netzbetreibers gelöst werden darf.

Wenn man bei den Besonderheiten des Basisjahres die Erlöse betrachten will, ist kein Grund erkennbar, von der Mehrjahresbetrachtung abzuweichen. Es gibt aber weitere Gründe, von der Betrachtung der Erlöse bei den Besonderheiten des Basisjahres abzusehen. Es müsste sichergestellt werden, dass Mindererlöse nicht mit Minderkosten an anderer Stelle korrespondieren (“verkürzte GuV”). Gelingt dies nicht, wäre eine isolierte Betrachtung der Erlöse sachfremd.

6. Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Aus Tenorziffer 6.1. geht hervor, dass zukünftig ausschließlich Betriebskosten um den Verbraucherpreisindex (VPI) sowie den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (PF) angepasst werden. Verwunderlich ist dabei die aus Netzbetreibersicht nachteilige einseitige ökonomische Korrektur,

denn der bestehende zweijährige Zeitverzug in der Anerkennung des VPIs, der dazu führt, dass in der Inflationierung der Basisjahrkosten jährlich zwei Berücksichtigungsjahre fehlen, bleibt kommentarlos unberücksichtigt.

Der Effizienzdruck auf die Betriebskosten des Basisjahres ist ohnehin bereits übermäßig erhöht, da die Ineffizienzen aus dem Effizienzvergleich weiterhin über Betriebs- und Kapitalkosten abzubauen sind, diese aber faktisch vollständig nur über die Betriebskosten abgebaut werden können. Damit die von der BNetzA einseitige Anpassung zu keiner strukturellen Verschlechterung führt, schlägt der VKU vor, dass zum Ausgleich der Term VPI-PF auch auf die CAPEX beibehalten wird. Zumindest sollte der Zeitverzug des VPI methodisch richtiggestellt werden, also beseitigt werden. Vorliegende Tenorierung setzt sich mit dieser Fragestellung nicht auseinander. Dabei wäre er einfach über das Regulierungskonto zu korrigieren.

In den Begründungen (Kap. 9.4) gibt die BNetzA an, dass die Basisjahrkosten weiterhin über den Term VPI-PF fortgeschrieben werden sollten, da davon auszugehen ist, dass das Differential zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft mittelfristig stabil sei. Eine höhere Produktivität der Netzwirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft wird vom VKU weiterhin insbesondere im Hinblick auf den Transformationsprozess der Netze bezweifelt und sollte bei der Analyse durch die BNetzA konkret herausgearbeitet und empirisch begründet werden. Aus Sicht des VKU wird in dieser Form das gesetzliche Gebot wissenschaftlicher Standards, welches auch für RAMEN-Festlegung gilt, nicht erfüllt.

Weiter schreibt die BNetzA im gleichen Kapitel, dass aufgrund der stabilen Differenzen zwischen Gesamtwirtschaft und Netzwirtschaft die Bestimmung des PF auf Basis historischer Daten gerechtfertigt sei. Hier weist der VKU auf die geringe Treffgenauigkeit des PF-Strom für die dritte Regulierungsperiode auf Basis vergangenheitsbezogener Daten von 2006 bis 2022 hin und fordert für eine höhere Prognosegüte kürzere Stützintervalle (bspw. fünf Jahre), um die Produktivitätsentwicklung der nahen Zukunft besser abbilden zu können.

Wie bereits in Kapitel 3 dargestellt, verzeichnen die Netzbetreiber bereits heute einen Betriebskostenanstieg infolge der Änderung der Versorgungsaufgabe. Eine Berücksichtigung dieses Anstiegs kann nach Tenorziffer 3.2 in der fünften Regulierungsperiode über eine OPEX-Anpassung geltend gemacht werden. Sollte, entgegen unserer Auffassung, die OPEX-Anpassung nicht über die fünfte Regulierungsperiode hinaus fortgeführt werden, würde ein Betriebskostenanstieg aufgrund einer sich ändernden Versorgungsaufgabe nicht mehr berücksichtigt werden, da der PF nach aktuellem Stand keine Outputentwicklung vorsieht. Zur Verhinderung einer systematischen Betriebskostenunterdeckung sehen wir daher entweder die Fortführung der OPEX-Anpassung über die fünfte Regulierungsperiode hinaus oder eine Berücksichtigung der sich ändernden Versorgungsaufgabe im PF für notwendig.

7. Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen sollen, vor dem Hintergrund einer ökonomischen Betrachtung anhand der Kriterien Exogenität, Gleichartigkeit, Volatilität und Werthaltigkeit zu bestimmen.

Aus VKU-Sicht ist die Kriterienliste unvollständig und zu unbestimmt. Beispielsweise bleibt regelmäßig unklar, wann ein Kriterium als erfüllt betrachtet wird. Auch das Verhältnis der Kriterien zueinander ist offen: Müssen alle Kriterien erfüllt sein? Ist eine Gewichtung vorgesehen? Wenn ja, mit welchen Faktoren? Für Netzbetreiber ist die Anwendung der Kriterien unvorhersehbar. Das schafft Unsicherheiten über die künftigen Rahmenbedingungen.

Zunächst zur Definition der vorgeschlagenen Kriterien:

Exogenität ist immer relativ. Eine geringfügige Beeinflussbarkeit sollte der Exogenität nicht entgegenstehen. Das kann sowohl den Anteil der betroffenen Netzbetreiber als auch den Grad der Beeinflussbarkeit betreffen. Eine zu orthodoxe Auslegung des Kriteriums erscheint nicht systemkonform. Die Bundesnetzagentur sollte das klarstellen. Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Beurteilung der Exogenität hilfsweise anhand der Volatilität kann der VKU nicht nachvollziehen.

Gleichartigkeit ist aus VKU-Sicht nicht hinreichend definiert. Große Netzbetreiber haben naturgemäß höhere Kosten als kleine Netzbetreiber. Das erzwingt wie im Effizienzvergleich eine Größennormierung. Eine sachgerechte Normierung hängt vom konkreten Sachverhalt bzw. der betroffenen Kostenart ab und wäre im Einzelfall festzulegen. Diesen Aspekt sollte die Bundesnetzagentur weiter konkretisieren und auf unsere weiter folgende Argumentation zur Nicht-Berücksichtigung der Aus- und Weiterbildungskosten in den KA_{nEut} eingehen.

Bei der Volatilität und Werthaltigkeit ist der Schwellwert offen, ab dem das Kriterium als erfüllt gilt, ebenso der Anteil der Netzbetreiber, bei dem der Schwellwert überschritten wird. Unbestimmt ist derzeit auch die Abgrenzung zu volatilen Kostenanteilen. Die Bundesnetzagentur wird um nähere Maßgaben gebeten.

Aus VKU-Sicht ist wenigstens ein weiteres Kriterium oder zumindest eine Vorprüfung zu ergänzen. Es gibt Kostenbestandteile, deren Berücksichtigung im Effizienzvergleich aus übergeordneten Gründen nicht sinnvoll erscheint. Beispielsweise könnten die Ziele gemäß § 1 EnWG gefährdet sein, wenn bestimmte Kostenanteile dem Effizienzdruck unterliegen.

In diesem Kontext sollte die BNetzA auch prüfen, ob Lohnzusatzleistungen und Betriebskindertagesstätten im Katalog der Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen verbleiben. Die Netzbetreiber stehen schon heute in einem branchenübergreifenden Wettbewerb um gute Fachkräfte auf dem Arbeitsmarkt. Ein Wettbewerb um die günstigsten Personalzusatzkosten würde negative Auswirkungen auf die Fähigkeit zur Gewinnung von Mitarbeiterkapazitäten für die Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende haben. Zudem sind neu geschaffene regulatorische Unsicherheiten bei der erlösseitigen Deckung von Kosten für die Aus- und Weiterbildung in keinem Fall der Energietransformation dienlich.

<u>Kosten für Aus- und Weiterbildung</u>

Der mit der individuellen demoskopischen Entwicklung der Netzgesellschaften verbundene Ausbildungsbedarf zur Sicherung des Nachwuchses in allen Fachbereichen stellt einen zentralen Baustein der Personalentwicklung in den Netzgesellschaften dar. Die BNetzA begründet die Nicht-Be-

rücksichtigung der Aus- und Weiterbildungskosten in den KA_{nEu} mit einem konstanten Kostenniveau und der Gleichartigkeit der Kosten. Die Kosten sind aber nicht konstant und werden in Zukunft weiter unterschiedlich steigen. Die BNetzA hat am 08.10.2024 auf Seite 11 ihres Foliensatzes „Das zukünftige Regime der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ einen Kostenanstieg für Aus- und Weiterbildung sowie für Betriebskitas von 2016 bis 2023 in Höhe von ca. 45% ermittelt. Vorliegende Tenorierung lässt Maßstäbe vermissen, wie die Gleichartigkeit bezogen auf Aus- und Weiterbildung beobachtet oder ausgeschlossen werden könnte. Die Aus- und Weiterbildungskosten in der Vorausschau werden sich aufgrund der unterschiedlichen demoskopischen Zusammensetzung in den Netzgesellschaften volatil, sehr individuell und im Zeitverlauf sehr unterschiedlich je Netzgesellschaft entwickeln werden. Es kann also weder von konstanten noch von gleichartigen Kosten ausgegangen werden. Vielmehr werden sich der Ausbildungsbedarf und Ausprägung der Umsetzung je Gesellschaft sehr differenziert entwickeln, so dass eine Einbeziehung in den Effizienzvergleich nicht sachgerecht wäre.

Im Vertrauen auf eine verlässliche Finanzierung der sich volatil entwickelnden Aufwendungen für eine qualitativ hochwertige Ausbildung als Antwort auf den Fachkräftemangel haben viele Stadtwerke in den letzten Jahren sogar organisatorische Umstrukturierungen vorgenommen, um die Auszubildenden direkt bei der Netzgesellschaft anzustellen.

Zukünftig die Ausbildungskosten im Effizienzvergleich zu berücksichtigen und volatile Ausbildungskosten nur im Ausgangsniveau zu berücksichtigen, stellt einen deutlichen Rückschritt für die Personalentwicklung und deren Finanzierung dar. Gleiches gilt für die betrieblichen Weiterbildungskosten.

Vor diesem Hintergrund fordert der VKU, diese Kostenbestandteile nicht dem Effizienzvergleich zu unterwerfen.

Fremdkapitalzinsen und Rückstellungen im Basisjahr

In ihren Erwägungen 10.6.2.5 zu Tenorziffer 7 führt die BNetzA aus, dass eine gesonderte Betrachtung der Finanzierungswirkungen langfristiger Rückstellungen (insbesondere Pensionsrückstellungen) im Rahmen eines WACC-Ansatzes, der gemäß Tenorziffer 10 der Festlegungen StromNEF/GasNEF eingeführt werden soll, grundsätzlich nicht erforderlich sei. In ihren weiteren Ausführungen nimmt sie jedoch auf eine etwaige Doppelanerkennung von Kosten für Pensionsrückstellungen Bezug und führt dahingehend aus, dass “pauschal anerkannte Fremdkapitalzinsen anhand der tatsächlichen Verhältnisse im Basisjahr bzgl. der Versorgungsleistungen als Teil von $KA_{neu,0}$ bestimmt, von $CAPEX_0$ abgezogen und als $KA_{nEu,t}$ angepasst und fortgeführt werden” müssten. Diese Ausführungen zu einer gesonderten Berücksichtigung von Fremdkapitalzinsen erschließt sich nicht ohne Weiteres und ist aus Sicht des VKU weiter zu konkretisieren, so dass wir die BNetzA um weitere Erläuterung des beabsichtigten Vorgehens bitten.

Kosten für die Sicherstellung der Schwarzfallfestigkeit

Weitere Aufwendungen, die als KA_{nEu} Berücksichtigung finden sollten, sind die Aufwendungen, die im Zusammenhang mit der Einführung des 450 MHz Kommunikationsnetzes stehen. Festlegungen der Bundesnetzagentur (z.B. zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen) erfordern einen zügigen

und kontinuierlichen Ausbau der Kommunikationstechnik zur sachgerechten Abbildung des Netzzustandes, führen aber in der Folge zu einem kontinuierlichen Anwachsen der Kosten im Netz. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Vergabe der 450MHz-Frequenz die Verpflichtung aufgenommen wurde, die Steuerbarkeit des Netzes für mindestens 72 Stunden sicherzustellen (Schwarzfallfestigkeit). Weiterhin bedarf es einer sicheren und zuverlässigen Krisen- und Betriebskommunikation, welche allein durch das 450-MHz-Kommunikationsnetz gewährleistet wird und die Resilienz des Stromnetzes deutlich verbessert. Die sich hier ergebenden Aufwendungen müssen in der Phase des Hochlaufens zwingend angepasst werden können.

Die BNetzA führt für die Einordnung von Positionen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile u. a. die Kriterien Exogenität, Gleichartigkeit und Volatilität auf. Neben dem Maßnahmenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzwiederaufbau, welcher eine 72h schwarzfallfeste Kommunikation fordert, legte auch die BNetzA größten Wert im Rahmen Frequenzvergabe auf ein schwarzfallfestes Funknetz für das Stromnetz. Weiterhin befinden wir uns in einer Hochlaufphase der 450-MHz-Nutzung, welche bei der Anerkennung der Kosten Berücksichtigung finden muss. Die Kosten werden sich zwischen den Netzbetreibern aufgrund der unterschiedlichen Ausprägungen und des unterschiedlich verfolgten Hochlaufs in jedem Fall deutlich unterscheiden. Aus den vorangehend beschriebenen Gründen sind die Kosten im Zusammenhang mit dem 450-MHz-Netz als KA_{nEu} einzustufen. Dieses schwarzfallfeste Kommunikationsfunknetz ist elementarer Bestandteil eines resilienten Netzes. Die damit einhergehenden Kosten sollten nicht dem Effizienzvergleich unterliegen.

Kosten aus der Methanemissionsschutzverordnung

Ein weiterer Kostenblock, der die oben genannten vier Kriterien erfüllt, sind die Kosten aus der Methanemissionsschutzverordnung. Gasnetzbetreiber sind durch die am 04.08.2024 in Kraft getretene Verordnung der EU verpflichtet, ihre Methanemissionen regelmäßig zu prüfen, zu überwachen und zu melden. Außerdem müssen sie Maßnahmen zu deren Reduzierung ergreifen. Neben dem Einbau von Messgeräten und dem zusätzlichen Kapazitätsaufwand für die Prüfung, Erstellung und Meldung der regelmäßigen Berichte kommen weitere Kosten in der Gestalt des sog. LDAR-Programms (Leckerkennung und -reparatur) auf Gasnetzbetreiber zu. Zusätzlich zur stetigen Messung, regelmäßigen Prüfung und Berichterstattung müssen Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden, um die georteten Leckagen abzudichten. Die hierfür anfallenden Kosten sind exogen, da sie von staatlicher Seite vorgegeben sind. Die Kosten sind außerdem volatil, da die Methanemissionen, für deren Überwachung sie anfallen, aufgrund von Leckagen entstehen, die wiederum stark auf exogene Faktoren wie Witterung oder Einflüsse Dritter zurückgehen. Darüber hinaus können die Kosten schwanken, da die Preise für die vom Netzbetreiber zur Überwachung benötigter Technologien stark von der Marktnachfrage bei den Anbietern bzw. Dienstleistern abhängen. Schließlich sind die Kosten nicht gleichartig, da sie stark von der Altersstruktur der Netze abhängen.

8. Volatile Kosten

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Anerkennung von Kostenanteilen als volatile Kosten in den Ziffern 8.2 und 8.3 unter die Bedingung zu stellen, dass die Berücksichtigung von Kosten in der Erlösobergrenze nur im effizienten Umfang gewährleistet ist. Aus VKU-Sicht ist die Bedingung interpretationsfähig und je nach Auslegung zu eng formuliert.

Die Formulierung könnte so verstanden werden, dass sie für alle Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt erfüllt sein muss ("gewährleisten"). Jeder Netzbetreiber könnte somit seine Kosten bestenfalls decken, aber nicht überdecken. Das ist systematisch nicht erforderlich. Zu bedenken ist, dass Pauschalierungen bei den volatilen Kosten (wie z.B. bei den Verlustenergiekosten) für alle Netzbetreiber Anreize zu Effizienzsteigerungen setzen. Ein pauschaler Kostenansatz muss nicht so gestaltet werden, dass er bei keinem Netzbetreiber die Ist-Kosten übersteigt. Wollte man dies ausschließen, ergäbe sich für fast alle Netzbetreiber eine Kostenunterdeckung.

Der Anreiz zur Effizienzsteigerung entsteht aus der Entkopplung der Erlöse von den Ist-Kosten, nicht der absoluten Höhe der Erlöse. Dieser Sachverhalt sollte durch die Formulierung adressiert werden. Beispiel: "... Regelungen getroffen werden, die auf eine Effizienzsteigerung hinwirken". Auf diese Weise wird vermieden, dass für volatile Kostenanteile strenger nicht erreichbare Kriterien vorgegeben werden.

Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

Der VKU begrüßt die beabsichtigte Einführung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung gemäß Tenor 10 der Tenorierung zu StromNEF und GasNEF dem Grunde nach.

Obwohl die Tenorierung der Methodenfestlegung zur WACC-Rate noch aussteht, ist davon auszugehen, dass es zu einem pauschalen WACC-Ansatz kommen wird.

Die Festlegungen Strom/GasNEF sehen in Tenor 10 die Einführung einer gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenrate (WACC-Rate) vor. Insofern ist zu erwarten, dass es zu einem pauschalen WACC-Ansatz für alle Verteilernetzbetreiber kommen wird. Nach unserem Verständnis hat ein netzbetreibereinheitlicher WACC Fremdkapitalzinsaufwendungen vollständig abzudecken. Dies ist einem WACC-Ansatz immanent und international übliche Regulierungspraxis. Auch deckt ein WACC Fremdkapitalzinsaufwendungen für zinstragende Rückstellungen grundsätzlich ab.

Hier stellt sich nun die Verständnisfrage zu Erwägung 11 der Bundesnetzagentur zu Tenor 8 der Festlegung RAMEN, inwieweit Kostenanteile (gemeint sind vermutlich Fremdkapitalkosten) im Zusammenhang mit der Bildung von Rückstellungen ausnahmsweise als volatile Kosten reguliert werden sollen. Hier bitten wir Sie um weitere Konkretisierungen bzw. um Erläuterungen, wie die Ausführungen in Erwägung 11 vor dem Hintergrund der Einführung eines WACC-Ansatzes zu verstehen sind.

Aufwendungen für Verlustenergie

Die weitere Berücksichtigung der Aufwendungen für Verlustenergie im Rahmen (Tenorziffer 8.3) der volatilen Kosten ist aus Sicht des VKU zu begrüßen und zwingend auch in der Rahmenfestlegung festzulegen. Es erschließt sich nicht, warum die Bundesnetzagentur in Satz 1 der Tenorziffer

8.3 lediglich eine “kann”-Formulierung (“Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG [...] als volatile Kostenanteile festgelegt werden [...].” wählt, weil die Bundesnetzagentur in den Erläuterungen ja selbst richtigerweise festgestellt, dass Verlustenergiekosten volatil sind. Zu näheren Ausgestaltung der noch ausstehenden Methodenfestlegung wird der VKU entsprechend Stellung nehmen.

Kosten für Redispatch

Bei der Behandlung der Aufwendungen für den Redispatch (Tenorziffer 8.2) ist beabsichtigt, die bisherige Verfahrensweise über den Ansatz von Plankosten mit anschließendem IST-Vergleich ebenfalls fortzuführen. Die hiermit ermöglichte Anpassung der Mengen und auch der entsprechenden Kosten ist zu begrüßen. Kritisch wird dagegen die vollständige Einbeziehung der entsprechenden Aufwendungen in den Effizienzvergleich gesehen.

Mit der Aufgabe des politischen Ziels der Synchronisierung von EE- Ausbau und Netzausbau sowie den stetigen politischen Änderungen der Ausbauziele und der Ausbaudynamik war es für Netzbetreiber schlichtweg in der Vergangenheit nicht möglich, den aus heutiger Sicht notwendigen Netzaus- und Umbau vorzunehmen. Dies hat auch im Rahmen der Überführung des Einspeisemanagements in den Redispatch und der damit einhergehenden Definition dieser Kosten als volatile Kosten der Gesetzgeber berücksichtigt. Im Rahmen der Übergangsregeln der bis zum 31.12.2028 geltenden Anreizregulierungsverordnung wird unter §34 Abs 8 festgehalten, dass “Die volatilen Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 werden erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich nach § 12 einbezogen, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 getroffen hat”. Bei der Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 wird von einer “*angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflusssphäre von Verteilernetzbetreibern beruht*.” ausgegangen. Die Auseinandersetzung der Bundesnetzagentur mit diesen Vorgaben in den Ausführungen in Kapitel 11.1.1 Redispatch als volatiler Kostenanteil dem Grunde nach (Tenorziffer 8.2) des konsultierten Dokumentes erfüllt diese Voraussetzungen aus Sicht des VKU nicht.

Die Frage, ob und ggf. wieweit (fremdveranlasste vs. eigenveranlasste) Redispatchkosten aus dem Effizienzvergleich methodisch herauszunehmen sind, ist nicht losgelöst von den Netzausbaukosten derjenigen Netzbetreiber zu sehen, die von Redispatchkosten nicht betroffen sind. Redispatchkosten sind grundsätzlich Kosten, die heute anfallen, weil die Notwendigkeit für einen derartigen Netzausbau in der Vergangenheit nicht bestand und somit weder volkswirtschaftlich sinnvoll noch betriebsnotwendig oder effizient gewesen wäre. Damit unterscheiden sich Redispatchkosten prinzipiell nicht von heute hohen Netzausbaukosten anderer Netzbetreiber. Denn auch dieser Netzausbau war in der Vergangenheit nicht betriebsnotwendig und nicht effizient. Eine Methodenfestlegung zum Effizienzverfahren hat beides zu berücksichtigen.

Weitere Aufwendungen, die vorerst auch als volatile Kosten Berücksichtigung finden sollten, sind die Aufwendungen, die im Zusammenhang mit der Einführung des 450 MHz Kommunikationsnetzes stehen. Festlegungen der Bundesnetzagentur (z.B. zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen) erfordern einen zügigen und kontinuierlichen Ausbau der Kommunikationstechnik zur sachgerechten Abbildung des Netzzustandes, führen aber in der Folge zu einem kontinuierlichen Anwachsen der Kosten im Netz. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen der Vergabe der 450MHz-Frequenz die Verpflichtung aufgenommen wurde, die Steuerbarkeit des Netzes für mindestens 72 Stunden sicherzustellen (Schwarzstartfähigkeit). Die sich hier ergebenden Aufwendungen müssen in der Phase des Hochlaufens zwingend angepasst werden können.

Rückstellung für Stilllegung im Gas

Zunächst ist es zu begrüßen, dass die BNetzA die Herausforderungen anerkennt, vor denen die Gasnetzbetreiber stehen. Die Stilllegung großer Teile des Gasnetzes im Rahmen der Dekarbonisierung der Energieversorgung wird zu erheblichen zusätzlichen Kosten für die Gasnetzbetreiber führen. Die Anerkennung von Rückstellungen für Stilllegungskosten im regulatorischen Rahmen ist daher auch aus Sicht des VKU erforderlich. Zudem sollte der Kostenbegriff aufgrund des teilweise unbekannten Entstehungszeitpunktes konkretisiert werden: Stilllegungskosten beinhalten Zuführungen zu Rückstellungen, laufenden Aufwand, Erträge aus Rückstellungen und auch von Kunden erhaltene kostenmindernde Erlöse. Zudem regen wir an, auch ggfs. entstehende Rückbaukosten, insofern Rückbau erforderlich ist, in gleicher Weise zu behandeln.

Die Entwicklung der Stilllegungskosten wird von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedlich sein und von den Bedingungen vor Ort abhängen. Staatliche Regelungen, die volkswirtschaftlich effiziente Formen der Anschlussverweigerung und Stilllegung ermöglichen, könnten zwar im begrenzten Umfang in der anstehenden EnWG – Novelle enthalten sein. Sie können aber den Prozess der Stilllegung nicht abschließend regeln und die Entwicklung in den Gasnetzen nicht einheitlich vorgeben. Zudem wird aus den kommunalen Wärmeplanungen ein auf die Bedingungen vor Ort ausgerichteter Transformationsprozess für die Wärmeversorgung resultieren, der von den Netzbetreibern nicht oder so gut wie nicht beeinflussbar ist. Dieser Prozess wird in den Gasnetzen in unterschiedlichen Geschwindigkeiten verlaufen. Er hat bei einigen Gasnetzbetreibern schon jetzt begonnen.

Vor diesem Hintergrund spricht der VKU sich dafür aus, dass die angekündigte Methodenfestlegung zu den Stilllegungsrückstellungen rasch erfolgt. Statt einer umfassenden Festlegung, die detaillierte Regelungen für die verschiedenen Fälle der Stilllegung vorgibt, wird ein lernendes System benötigt, das entsprechende Überprüfungen – gekoppelt an Meilensteine – vorsieht.

Die wesentlichen Grundzüge müssen aber schon jetzt bestimmt werden. Dazu gehört die Frage, ob die Aufwendungen in den Effizienzvergleich eingehen. Der VKU kann den Wunsch der Regulierungsbehörde nachvollziehen, dass es Effizienzanreize für die Tätigkeit der Netzbetreiber geben soll. Um den Einstieg in die Transformation zu schaffen, sollte aber nicht gewartet werden, bis die verschiedenen Kostentreiber für eine Stilllegung so genau untersucht sind, dass ein deutschlandweiter Effizienzvergleich für einen Stilllegungsprozess sachgerecht durchgeführt werden kann. Die Vorgaben der Stilllegung sind exogen. Sie sind auf der Zeitachse für die Netzbetreiber nicht gleichartig, sondern hängen stark von den Bedingungen vor Ort ab. Die Entscheidung über die Stilllegung

und deren Zeitpunkt liegt bei den Kunden und der kommunalen Wärmeplanung. Deshalb sollten die Aufwendungen für Stilllegungen zumindest in der Anfangsphase aus dem Effizienzvergleich herausgenommen werden. Stattdessen könnten sie über ein jährliches Monitoring transparent nachverfolgt werden.

9. Kapitalkostenabzug

Der VKU begrüßt, dass die Systematik des Kapitalkostenabgleichs mit Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug beibehalten werden soll. Beim Kapitalkostenaufschlag erfolgt eine Berechnung der Verzinsungsbasis ohne den Ansatz von Vorräten und Umlaufvermögen. Dafür wird der Ansatz von Vorräten und Umlaufvermögen aus dem Basisjahr beim Kapitalkostenabzug nicht abgeschmolzen.

Die Tenorziffer 9.7 (Gas) sieht gegenüber der bisher praktizierten Verfahrensweise eine auf den 30.06. vorgezogene Frist für die Anzeige des Kapitalkostenabzuges vor. Analog zur Anzeige des Kapitalkostenaufschlages wird als Frist der 15.10. vorgeschlagen. Kapitalkostenabzug und -aufschlag für Gas stehen thematisch untrennbar im Zusammenhang und basieren auf Unternehmensentscheidungen zum Investitionsverhalten. Beide Komponenten wirken auf die zum 15.10. zu veröffentlichenden Netzentgelte für das Folgejahr und bedürfen keiner Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Insofern wird vorgeschlagen, die Anzeige mit der Veröffentlichung der Netzentgelte zu synchronisieren.

10. Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich ist ein wesentliches Element der Anreizregulierung mit direkten Auswirkungen auf reale Kosten. Dessen Ergebnisse hängen maßgeblich von den verwendeten Methoden ab. Aus diesen Gründen ist es zwar nachvollziehbar, dass die BNetzA in der RAMEN-Festlegung keine Details der Effizienzvergleichsmethoden festschreiben möchte. Aus unserer Sicht ist allerdings zwingend geboten, dass die RAMEN-Festlegung bereits die gesetzlich vorgegebenen Kriterien der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben aufgreift und diese spezifiziert. Insbesondere muss bereits in der RAMEN-Festlegung bestimmt werden, dass die als effizient ausgewiesene Netzbetreiber methodenunabhängig einen Effizienzwert von 100 % zugewiesen bekommen. Auch muss in der RAMEN-Festlegung bestimmt werden, dass zum Ausgleich der Schwächen bzw. Unsicherheiten des Effizienzvergleichs Sicherungsmechanismen notwendig sind und damit die Bestabrechnung der Methoden und der Kostenbasen (best-of-four) festgeschrieben wird.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass statistische Schätzungen methodisch bedingt immer Unschärfen mit sich bringen. Die auf diese Weise ermittelten Werte stellen Erwartungswerte dar, die das wahrscheinlichste und nicht das einzig mögliche Ergebnis darstellen. Je nach angewendeter Methode resultieren hier erhebliche Bandbreiten für die tatsächlich realisierten Werte. Zur Bewertung dieser Schätzunsicherheiten werden bei Anwendung statistischer Prognosen deshalb regelmäßig Konfidenzintervalle mit angegeben. Bei der Anwendung des Effizienzvergleichs finden diese Konfidenzintervalle bisher keine Berücksichtigung. Die Schätzunsicherheit wird stattdessen über den derzeit angewendeten Best-of-4-Mechanismus ausgeglichen.

Gemäß dem Dokument “Methodenfestlegung Effizienzvergleich” vom Januar 2025 erwägt die Bundesnetzagentur, den Abbaupfad für Ineffizienzen auch bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode auf drei Jahre zu verkürzen. Dagegen wendet sich der VKU nachdrücklich. Die Bundesnetzagentur führt selbst keine Sachargumente auf, die für eine Verkürzung des Abbaupfads sprechen. Dass es für Netznutzer billiger werde und die für später beabsichtigte Verkürzung der Regulierungsperiode antizipiert werde, ist kein Argument im Sinne eines sachgerechten Regulierungsrahmens. Aus VKU-Sicht gibt es keinen Spielraum für eine derart starke Absenkung der Erlösobergrenze. Sie korrespondiert jedenfalls nicht mit einer zeitgerechten Abbildung der Absenkung ineffizienter Kosten.

Der VKU bezweifelt, dass ein verkürzter Abbaupfad von Ineffizienzen mit dem gesetzlichen Gebot der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben vereinbar ist. Nach vier Regulierungsperioden und insgesamt 20 Jahren Anreizregulierung sind die sogenannten Quick-Wins längst gehoben. Größere Kostensenkungen erfordern jedenfalls mehr Zeit. Auch muss berücksichtigt werden, dass die Effizienzvorgaben auf die Gesamtkosten (abzgl. der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten) wirken. Sie erfassen also auch die Kapitalkosten, die durch Investitionen der Vergangenheit fixiert und durch den Netzbetreiber kurzfristig nicht veränderbar sind. Die hierfür angerechneten Senkungsanteile der Erlösobergrenze muss der Netzbetreiber also zusätzlich im OPEX-Bereich leisten. Gegen eine Anwendung des Effizienzwertes auf die Kapitalkosten und die volatilen Kosten spricht weiter, dass der Ansatz dieser Kostenpositionen in der EOG jährlich aktualisiert wird, so dass auch hierdurch die Handlungsmöglichkeiten des Netzbetreibers eingeschränkt sind.

Der VKU schlägt vor diesem Hintergrund – unabhängig von der Länge der Regulierungsperiode – vor, den Effizienzwert nicht auf die Kapitalkosten und die volatilen Kosten anzuwenden. Überdies sollte es einen gestreckten Verteilungsfaktor von 0,9/0,8/0,7… für die OPEX geben, um den Anreiz für die Kostensenkung zu erhöhen.

Skalenerträge

Gemäß dem Dokument “Methodenfestlegung Effizienzvergleich” vom Januar 2025 tendiert die Bundesnetzagentur zum Ansatz konstanter Skalenerträge im Rahmen der DEA-Methode. Der VKU tritt dafür ein, variable oder nicht-fallende Skalenerträge zu unterstellen.

Im Kern geht es um die Frage, ob kleinen Unternehmen etwaige Kostennachteile aufgrund ihrer Unternehmensgröße als Abschlag auf den Effizienzwert angelastet werden. Die Regulierungstheorie geht davon aus, dass es eine optimale Unternehmensgröße gibt, um eine regulatorische Aufgabe zu erfüllen. Demnach haben “kleine” oder “große” Unternehmen strukturell höhere Kosten als “mittlere” Unternehmen. Bei konstanten Skalenerträgen betrachtet man diese als vom Unternehmen beeinflussbar, was zu Abschlägen auf den Effizienzwert führt.

Die Bundesnetzagentur hat bislang keine Belege dafür vorgelegt, dass bei kleinen Unternehmen Kostennachteile bestehen. Insoweit ist ein Handlungsbedarf in dieser Richtung nicht erkennbar. Auch kleine Unternehmen können sehr effizient sein. Regelmäßig agieren sie im Querverbund. Statt der Synergie der Größe nutzen sie die Synergie der Vielfalt, beispielsweise bei der Verlegung

von Leitungen mehrerer Sparten in einen Graben. Daneben nutzen sie Kooperationen und Outsourcing. Ihre Unternehmensgröße können sie hingegen nicht ohne weiteres ändern. Für sie stellt die Annahme konstanter Skalenerträge eine ungerechtfertigte strukturelle Benachteiligung dar. Hingegen sind große Unternehmen eher in der Lage, etwaigen Größennachteilen durch Formen der strukturellen Untergliederung ihrer Organisation zu begegnen.

Besonderheiten der Versorgungsaufgabe

Die Bundesnetzagentur formuliert in Tenorziffer 10.5, dass Besonderheiten der Versorgungsaufgabe durch eine Effizienzwertbereinigung abgebildet werden sollen. Der VKU betont, dass eine Effizienzwertbereinigung erforderlich ist. Das Wort "sollen" muss deshalb gestrichen werden. Die Bundesnetzagentur weist an anderer Stelle zu Recht darauf hin, dass Effizienzvergleichsmodelle, die nur wenige Strukturparameter erfassen, nicht in der Lage sind, sämtliche vom Netzbetreiber unbeeinflussbaren Besonderheiten der Versorgungsaufgabe abzubilden. Damit kann der Effizienzvergleich Scheineffizienzen ermitteln, die allein auf die Unzulänglichkeit der Modellbildung zurückgehen. Für solche Fälle ist eine Auffangregelung zwingend. Ein Verweis auf eine Härtefallklausel wäre nicht ausreichend, weil die Schlechterstellung im Rahmen des Effizienzvergleichs nicht zwingend zu einem Härtefall führt, aber dennoch auszugleichen ist.

SFA-Skalierung

Die BNetzA erwägt, die Skalierung der SFA-Effizienzwerte auf maximal 100 % in Zukunft nicht weiterzuführen. Dies erachtet der VKU als unvereinbar mit dem in § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG enthaltenen Grundsatz, dass die Effizienzvorgaben so gestaltet und über die Regulierungsperiode verteilt sein sollen, dass der betroffene Netzbetreiber die Vorgaben unter Nutzung der ihm möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreichen und übertreffen kann. Dies wäre nicht gewährleistet, wenn das effizienteste Unternehmen, das den Benchmark setzt, einen Effizienzwert von unter 100 % erhält. Eine solche Vorgehensweise benachteiligt nicht nur das effizienteste Unternehmen, sondern auch die übrigen Unternehmen, die in einem solchen Falle auch mehr Ineffizienzen abbauen müssten, als dies bei korrekter Vorgehensweise durch Skalierung der Effizienzwerte der Fall wäre.

Effizienzvergleich Gas

Der VKU sieht die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich mit Blick auf die angestrebte Transformation in Richtung Dekarbonisierung sehr kritisch. Die Gasnetzbetreiber werden sich zukünftig in verschiedene Richtungen entwickeln (Stilllegungen, Umbau z. B. in Richtung Wasserstoff und Sicherstellung der Versorgungssicherheit), was einen Effizienzvergleich an dieser Stelle nur schwerlich möglich macht.

Es ist zwingend erforderlich, dass ein Effizienzvergleich kein Transformationshemmnis für die Gasnetze darstellt. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs an sich bereits ein Transformationshemmnis darstellt, da es Entscheidungen erschwert und verlangsamt. Vor diesem Hintergrund kann die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gas auch aus diesem Grund zielführend sein.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch exogene Faktoren (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich.

11. Kapitalkostenaufschlag

Der VKU begrüßt, dass das geplante Vorgehen, die Systematik des jährlichen Kapitalkostenabgleiches fortgeführt wird und leichte prozessuale Anpassungen (Anzeigeverfahren) vorgenommen werden sollen. In diesem Zusammenhang ist es zweckmäßig, den Zeitpunkt der Anzeige auf den 30. September zu verschieben. Im Rahmen der Kalkulation der Netzentgelte/des Wälzungsbetrags ist dieser Zeitpunkt ausreichend. Darüber hinaus führt diese Verschiebung zu einer Verbesserung der Qualität der Vorausschau auf die beiden Kalenderjahre, die mit Planwerten berücksichtigt werden. Die spätere Abgabe der Anzeige ermöglicht es ebenfalls, die Planung zeitlich nach hinten zu verschieben und neuere Erkenntnisse zu berücksichtigen.

12. Qualitätsregulierung

Die BNetzA formuliert zur Qualitätsregulierung, dass diese der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen dienen soll. Ferner soll sie eine umweltverträgliche, preisgünstige und treibhausgasneutrale Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, fördern. Dies soll zunächst nur für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber gelten.

Der VKU begrüßt, dass die BNetzA im Rahmen der Qualitätsregulierung zwischen der bereits seit vielen Jahren als Qualitätselement etablierten Netzzuverlässigkeit und neuen Aspekten, wie der Netzleistungsfähigkeit als Teil der Energiewendekompetenz, unterscheidet. Die Beschreibungen unter den Erwägungsgründen in Ziffer 16.3 gehen hier in die richtige Richtung. Es wäre jedoch erforderlich, diese nicht nur in den Erwägungsgründen aufzuführen, sondern auch explizit in den Tenorziffern zu verankern, um eine klare und verbindliche Abgrenzung im regulatorischen Rahmen sicherzustellen. Eine einheitliche und konsistente Verwendung dieser Begriffe ist von großer Bedeutung, um Missverständnisse zu vermeiden und eine rechtssichere Umsetzung der Qualitätsregulierung zu ermöglichen.

Die im internationalen Vergleich sehr gute Netzzuverlässigkeit in Deutschland konnte seit Einführung des Qualitätselements Strom nochmals deutlich gesteigert werden und hat sich mittlerweile auf außerordentlich gutem Niveau eingeschwungen. An dem derzeitigen Verständnis der Netzzuverlässigkeit will die BNetzA daher grundsätzlich festhalten. Dem Aspekt der Kontinuität klar entgegen stehen jedoch die Überlegungen der Bundesnetzagentur zu einer veränderten Anerkennungspraxis bei dem Störungsanlass „Höhere Gewalt“, wie in ihrem Eckpunktepapier zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen, insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz (Oktober 2024) ausgeführt. Dies ist auch im Hinblick auf die grundlegende Zielstellung der Qualitätsregulierung sehr kritisch zu bewerten und würde zu erheblichen Verwerfungen in der Datenbasis führen. Der VKU unterstreicht hier

noch einmal die Forderungen aus seiner Stellungnahme vom 29. November 2024 zum o. g. Eckpunktepapier der BNetzA, dass es für die Berücksichtigung von Störungen mit dem Grund höhere Gewalt keine Rechtfertigung gibt. Wenn Extremwetterereignisse zunehmen und in der Folge Anzahl und Umfang der Schadensereignisse zunehmen, so liegt das nicht in der Einflusssphäre der Netzbetreiber. Daher wurden diese Ereignisse bisher richtigerweise bei der Bewertung im Qualitätselement nicht berücksichtigt und sollten auch zukünftig nicht einfließen.

Zudem beurteilt der VKU auch eine mögliche Ausweitung des Adressatenkreises der Qualitätsregulierung um Unternehmen im vereinfachten Verfahren zurückhaltend, Aufwand und Nutzen scheinen hier nicht in einem angemessenen Verhältnis zu stehen.

Die BNetzA beabsichtigt - neu - die Netzleistungsfähigkeit als Teil der Energiewendekompetenz im Rahmen einer Methodenfestlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 5, 10 ENWG aufzugreifen. Im Vergleich zur Netzzuverlässigkeit ist dieses Instrument neu zu entwickeln. Dies hatte die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz dargelegt sowie einen Entwurf eines Erhebungsbogens für die Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung mit dem Schwerpunkt Energiewendekompetenz zur Konsultation gestellt. Der VKU hat hierzu umfangreich Stellung genommen. Es wird deutlich, dass die Ermittlung und Bewertung der Energiewendekompetenz anders erfolgen wird als das etablierte Qualitätselement mit dem bisher geltenden Bonus-Malus-System. Die Überlegungen der BNetzA die Energiewendekompetenz mit monetären Anreizen im Sinne eines Bonus-Systems auszugestalten, z.B. mit der Gewährung von Zuschlägen bei Übertreffen von Kennzahlenvorgaben, begrüßt der VKU. Jedoch sollte die Einführung dieses neuen Instruments im Sinne des nun erhöhten Begründungserfordernisses auf breiter wissenschaftlicher Grundlage erfolgen, die dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit entspricht. Hierzu gehören insbesondere die für die Erfüllung der qualitätsbezogenen Regulierungsziele notwendige Geeignetheit und Erforderlichkeit des Instruments. Demnach reicht eine statistische Korrelation von Parametern nicht aus, vielmehr muss ein kausaler technischer Zusammenhang bestehen, um Fehlanreize, Fehlschlüsse und Scheinkorrelationen zu vermeiden und die verfolgten Regulierungsziele effektiv zu verwirklichen.

Bzgl. der geplanten Datenveröffentlichung sollte der Fokus zunächst auf den für die Berechnungen verwenden Daten liegen. Im Hinblick auf eine Veröffentlichung sämtlicher erhobener Daten sollte die Vertraulichkeit von Unternehmensdaten gewahrt werden, so dass einzelne Daten, sofern angedacht, zunächst nur in anonymisierter Form veröffentlicht werden.

In ihrem o. g. Eckpunktepapier führte die BNetzA aus, dass es keinen Bedarf für zusätzliche Anreize zur Steigerung der Netzservicequalität gibt. Die rechtliche Verankerung einer möglichen Einführung einer Netzservicequalität in der RAMEN-Festlegung sollte nur dann erwogen werden, wenn deren Notwendigkeit, Eignung und Angemessenheit erwiesen ist – nach eingehender Prüfung der Umsetzbarkeit durch den Netzbetreiber und des Nutzens für den Kunden.

Der VKU unterstützt das Vorhaben der BNetzA, keine Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze einführen zu wollen. Die Netzzuverlässigkeit der Gasnetzbetreiber ist bereits sehr hoch, insbesondere auch auf Grund der hohen Bedeutung der technischen Sicherheit. Im Gasbereich besteht weder Handlungsbedarf für eine Qualitätsregulierung noch eine belastbare methodische Grundlage. Ob und wie die Transformation der Gasnetze zukünftig in einer Qualitätsregulierung abgebildet

werden könnte, ist höchst fraglich. Wie bei anderen Ansätzen zur Qualitätsregulierung wäre zunächst zu klären, welche Anreize gesetzt werden sollen und anhand welcher Indikatoren die Qualität der Netzbetreiber erfasst und – unter Berücksichtigung struktureller Unterschiede und äußerer Einflüsse – vergleichbar gemacht werden könnte.

14. Regulierungskonto

Der VKU schlägt vor, im Regulierungskonto zusätzlich einen Plan-Ist-Abgleich für den Verbraucherpreisindex zu berücksichtigen. Ein Mehraufwand entsteht dadurch nicht. Der VPI des Betrachtungsjahres wäre einfach in der Erlösobergrenze zu aktualisieren, die mit den erzielbaren Erlösen abgeglichen wird. Die Korrektur würde also im Rahmen einer bereits bestehenden Einzeldifferenz erfolgen. Zum t-2-Verzug beim VPI siehe auch die Ausfügungen im Abschnitt 6 (Verbraucherpreisindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor).

16. Vereinfachtes Verfahren und Kleinstnetzbetreiberregelung

Der VKU begrüßt die Weiterführung des Vereinfachten Verfahrens als Option für kleine Netzbetreiber. Allerdings wirft die geplante Neuregelung, die Teilnahme am Vereinfachten Verfahren von der Kundenanzahl zu lösen und anhand einer neuen wirtschaftlichen Kennzahl zur Marktabdeckung zu bestimmen, zum jetzigen Stand noch erhebliche Fragen auf.

Die Umstellung des Schwellenwertes von Anschlusspunkten auf einen wirtschaftlichen Wert sieht der VKU kritisch. Insbesondere in der mittel- und langfristigen Wirtschaftsplanung ist die -Frage nach der Art des Regulierungsverfahrens ein wichtiger Faktor. Mit diesem Vorgehen würden betroffene Netzbetreiber erst im Jahr der Kostenprüfung im Rahmen der Veröffentlichung der Daten nach §23b EnWG durch die Bundesnetzagentur den Schwellenwert erfahren, da dieser sich in Abhängigkeit aller anderen Netzbetreiber fortschreibt. Somit bliebe kaum Zeit für die Antragstellung (31. März) und um sich auf die entsprechende Art des Regulierungsverfahrens personell und wirtschaftlich einzustellen. Auch vor dem Hintergrund der Einbeziehung relevanter Gremien der betroffenen Netzbetreiber für diese Entscheidung wäre der Zeitraum zu knapp bemessen.

Nicht nachvollziehbar ist insbesondere, warum im Vereinfachten Verfahren keine OPEX-Anpassung gemäß Ziffer 3.2 erfolgen soll. Kleine Netzbetreiber sind in gleicher Art und Weise von der Energiewende und ihrer Transformation betroffen. Die Bundesnetzagentur unterstreicht diese Ansicht, indem sie auch die Netzbetreiber des Vereinfachten Verfahrens in die Datenerhebung zur neuen Qualitätsregulierung inkl. Energiewendekompetenz mit einbinden will. Diese ist im Übrigen um ein Vielfaches umfangreicher als die Datenmeldung der BASE-Faktoren (insgesamt 9 Datensätze im Gegensatz zu 533 für die Qualitätsregulierung). Das steht im Widerspruch zu der Aussage, dass der Erhebungsaufwand für BASE für kleine Netzbetreiber zu hoch sein soll, während der noch höhere Aufwand für die Qualitätsregulierung als vertretbar erachtet wird.

Der VKU betrachtet den Verfahrensaufwand für die Teilnahme am Effizienzvergleich für kleine Netzbetreiber ebenfalls als zu hoch, dieser ist jedoch für die Teilnahme am BASE-Verfahren gar nicht nötig, weil lediglich die tatsächlich im Effizienzvergleich verwendeten Parameter (im Falle

der 4. Regulierungsperiode 9 Datensätze) gemeldet werden müssten. Dass auch einige Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren unter die Voraussetzungen der Wälzung der Mehrkosten aus EE-Integration (BK8-24-001-A) fallen, zeigt, dass auch diese Netzbetreiber besonderen Belastungen aus der Transformation unterliegen können und dafür einen Ausgleich ohne großen Zeitverzug benötigen.

Zudem kann der VKU nicht nachvollziehen, warum Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren keine Forschung und Entwicklung betreiben sollen und dafür dann keinen Ausgleich erhalten sollten. Das wäre ein Signal an kleine Netzbetreiber, sich aus wirtschaftlichen Gründen eher nicht an Projekten zu Forschung/Entwicklung zu beteiligen und insbesondere in Zeiten der Energiewende ein völlig falsches Signal.

Es wird begrüßt, dass im Vereinfachten Verfahren die gleichen KA_{nEu} angesetzt werden sollen wie im Regulären Verfahren. Gleichzeitig wird auf die Aussagen des VKU zu Tenorziffer 7.5 verwiesen.

Hier würde die Regelung der Tenorziffer 7.5 Satz 1 Nr. 3, dass nur Kosten für eigenes Personal berücksichtigt werden dürfen, erschwerend hinzukommen. Denn Kooperationsmodelle sind gerade für kleine Netzbetreiber ein Ansatz, der immer wichtiger wird, um den gestiegenen Anforderungen entgegenzukommen. Diese Modelle entsprechen auch dem Ansinnen der Anreizregulierung in Richtung Effizienzsteigerung durch Hebung von Skalen- und Synergieeffekten. Wenn allerdings die Versorgungsleistungen bspw. einer gemeinsam betriebenen Dienstleistungsgesellschaft nicht mehr anerkannt werden, wird das Fortbestehen dieser sinnvollen Betriebsmodelle unangemessen erschwert.

Die Bundesnetzagentur will zukünftig bei der Berechnung des pauschalen Effizienzwertes sogenannte kleine Netzbetreiber im regulären Verfahren stärker gewichten. Hierzu wäre zunächst die Frage zu klären, ob sich bei „klein“ auf die aktuelle Systematik (strukturell) oder die angestrebte Systematik (wirtschaftlich) bezogen wird. Falls sich auf die aktuelle Systematik bezogen werden soll, steht dieses Vorgehen im Widerspruch zur Argumentation, warum die Systematik der Schwellenwertbestimmung geändert werden soll.

Die Einführung einer Kleinstnetzbetreiberregelung wird ausdrücklich begrüßt. Insbesondere die Vereinfachungen im Hinblick auf die Anwendung der Anreizregulierung bringen erhebliche Verfahrensvereinfachungen und haben sich in der Praxis bereits bei geschlossenen Verteilernetzen bewährt. Die BNetzA führt an, dass Stand der vierten Regulierungsperiode ca. 60 Elektrizitäts- und 40 Gasverteilernetzbetreiber von der Regelung betroffen wären. Aufgrund der erheblichen Kostensteigerungen für Netzbetreiber dürfte diese Anzahl für die kommende 5. Regulierungsperiode bei der genannten Schwelle deutlich kleiner sein. Vor dem Hintergrund des Urteils des EuGH zu Kundenanlagen im deutschen Regulierungsrahmen (C-293/23) vom 28.11.2024 könnte sich perspektivisch zudem eine weitere Erforderlichkeit von Verfahrensvereinfachungen für Kleinstnetzbetreiber ergeben. Wir schlagen daher vor, die Schwelle für Kleinstnetzbetreiber direkt bei einem bereinigten Kostenniveau von 1 Mio. EUR anzusetzen, um substanzielle Verfahrensvereinfachungen für eine relevante Anzahl an Netzbetreibern in der Praxis zu ermöglichen. Die Kleinstnetzbetreiber werden dabei keinesfalls von der Netzentgeltregulierung ausgenommen, da nach wie vor umfangreiche Entflechtungsvorgaben bestehen und Netzkunden die Möglichkeit der Überprüfung der Netzentgelte offensteht. Es besteht demnach nicht die Gefahr einer missbräuchlichen Anwendung dieser Regelung.

Mit Blick auf die Veranstaltung zum Vereinfachten Verfahren und der Kleinstnetzbetreiberregelung am 14. März 2025 behalten wir uns vor, im Nachgang diesbezüglich Stellung zu nehmen.

17. Forschung und Entwicklung

Die weitgehende Übernahme der Regelungen aus §25a ARegV begrüßt der VKU, ebenso die Konkretisierung der Antragsfrist. Der VKU hält allerdings den 30. September des Vorjahres für angemessener, da der Antragswert auch dann noch ins vorläufige Preisblatt eingepreist werden kann.

Darüber hinaus plädieren wir für eine vollständige Anerkennung der nicht öffentlich-geförderten Kostenanteile statt bisher 50 %. Die aktuelle Umsetzung stellt ein wesentliches Hemmnis für die Entwicklung und Erprobung neuer Technologien dar, die im Kern die Voraussetzung für das Gelingen der netzbetriebsbezogenen Energiewende darstellen. BNetzA-seitige Forderungen nach Digitalisierung und Standardisierung von notwendigen technischen und prozessualen Lösungen zur Förderung der örtlichen Energiewende können unter diesen Umständen, insbesondere für die kleineren und mittleren Netzbetreiber, nicht erfüllt werden.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

[redacted]